

IMPLEMENTAÇÃO DE EVFCS EM RODOVIAS: ESTUDOS E LIÇÕES DE UM PROJETO DE P&D <https://doi.org/10.63330/aurumpub.015-024>

Joelson Lopes da Paixão
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)
E-mail: joelson.paixao@hotmail.com

Alzenira da Rosa Abaide
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

RESUMO

A transição energética global e o advento da mobilidade limpa são realidades inequívocas. Este trabalho aborda esses temas de forma pragmática, examinando os estudos, desafios e considerações inerentes à implementação de Estações de Recarga Rápida para Veículos Elétricos (EVFCS). As EVFCS pioneiras enfrentam desafios multifacetados, incluindo: definição do local ideal, previsão de usabilidade, configuração técnica das estações individuais, avaliações de impacto na rede elétrica, projeções de uso e análises de retorno sobre investimento, entre outros. Com base em um estudo de caso real realizado no Sul do Brasil, este artigo discute os principais fatores e estudos abrangentes desenvolvidos para a implantação das EVFCS. Consequentemente, as principais contribuições aqui apresentadas consistem em uma avaliação da pesquisa, experiências práticas, dificuldades operacionais e resultados obtidos a partir de um projeto dedicado de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Palavras-chave: Transição energética; Infraestrutura de recarga rápida; Integração à rede; Redução de CO₂; Projeto de P&D.



1 INTRODUÇÃO

A transição energética global representa uma mudança de paradigma nos sistemas de transporte, impulsionada pelo imperativo de reduzir a poluição atmosférica, diversificar as fontes de energia e diminuir as emissões de CO₂. Essa transformação é particularmente crítica no setor de transporte, que responde por aproximadamente 33% das emissões globais de gases de efeito estufa [[1]]. No Brasil, esse percentual é ainda mais significativo, com o transporte rodoviário contribuindo com 71% do total das emissões do setor, tornando a descarbonização da mobilidade uma prioridade urgente para o cumprimento das metas climáticas nacionais [[2]]. A mobilidade elétrica surgiu como uma solução tecnicamente viável e ambientalmente sustentável para os desafios associados ao consumo de combustíveis fósseis no transporte [[3]].

O mercado brasileiro de veículos elétricos tem experimentado um crescimento exponencial, com um aumento de 80% na adoção durante o período da pandemia, refletindo a crescente conscientização ambiental e a busca por alternativas sustentáveis [[3]]. Iniciativas governamentais, como o Programa Mover (Mobilidade Verde e Inovadora), têm acelerado essa transição por meio de incentivos fiscais e investimentos que ultrapassam R\$ 19 bilhões em créditos financeiros até 2028.

Entretanto, a expansão da frota de veículos elétricos está intrinsecamente dependente do desenvolvimento de uma infraestrutura de recarga adequada, especialmente as Estações de Recarga Rápida (EVFCs). A implementação dessas estações enfrenta múltiplos desafios interdisciplinares que abrangem aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e operacionais. Estudos recentes indicam que mais de 50% dos consumidores ainda hesitam em adotar veículos elétricos devido à insuficiência da infraestrutura de recarga, enquanto aproximadamente 20% das tentativas de recarga em estações públicas falham por problemas de confiabilidade [[2]].

Os desafios técnicos para a implementação das EVFCs incluem: alocação ótima considerando padrões de fluxo de tráfego e capacidade da rede; dimensionamento adequado dos componentes de eletrônica de potência; mitigação de problemas de qualidade de energia, como afundamentos de tensão, distorções harmônicas e desbalanceamento de fases; e gerenciamento térmico de sistemas de recarga de alta potência [[4]]. Os obstáculos econômicos envolvem elevados gastos de capital para conexão à rede e aquisição de equipamentos, custos operacionais dominados por tarifas de demanda e retorno incerto sobre o investimento devido à evolução dos padrões de uso [[5]].

O contexto energético brasileiro adiciona camadas adicionais de complexidade. Embora a matriz elétrica nacional seja predominantemente renovável (com a energia hidrelétrica representando aproximadamente 65%), limitações regionais na infraestrutura de transmissão e distribuição exigem investimentos significativos para suportar a crescente demanda por recarga de veículos elétricos [?].

Além disso, a vasta extensão geográfica do país requer um planejamento cuidadoso para a implantação das estações de recarga, a fim de evitar lacunas de conectividade entre centros urbanos.

Este estudo busca enfrentar esses desafios por meio de uma análise abrangente baseada em dados empíricos de um projeto real de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) implementado no sul do Brasil, conforme ilustrado na Figura [1].

A pesquisa emprega uma abordagem multidisciplinar que integra: metodologias de alocação ótima para EVFCS com recursos energéticos distribuídos; modelagem avançada de carga e avaliação do potencial de geração; estudos elétricos abrangentes para avaliar impactos na rede e qualidade de energia; análise de viabilidade econômica sob diferentes modelos de negócio; e desenvolvimento de estratégias de gerenciamento energético para operação otimizada [[6], [7], [8]].

Figura 1: Distribuição geográfica das EVFCS no projeto Rota Mercosul [9].



2 ALOCAÇÃO DE EVFCS E AVALIAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (DERS)

Diversos estudos científicos, juntamente com visitas a locais e pesquisas adicionais, foram conduzidos para a seleção e avaliação de locais candidatos à instalação de Estações de Recarga Rápida para Veículos Elétricos (EVFCS). Foi desenvolvida e aplicada uma metodologia para determinar a localização ideal das Estações de Recarga Rápida (FCS) ao longo de um trecho de 832 km de rodovia no sul do Brasil, que anteriormente não possuía qualquer infraestrutura de recarga. Utilizando um Algoritmo Genético, o estudo avaliou estabelecimentos existentes, como postos de combustíveis e centros comerciais, com base em três critérios principais: fluxo diário de veículos, população da cidade mais próxima e nível de serviço oferecido pelo local. A principal conclusão foi a determinação de que seriam



necessárias onze estações para cobrir a rota, respeitando uma distância máxima entre estações de 100 km, resultando em um espaçamento médio final de 79,7 km. A vantagem significativa dessa metodologia é sua capacidade de otimizar a alocação de recursos, minimizando o número de estações necessárias e, simultaneamente, maximizando a utilidade dos locais selecionados, além de reduzir os custos de investimento ao aproveitar infraestrutura pré-existente [[10]].

Outros estudos abrangendo fatores técnicos, socioeconômicos e potenciais de geração eólica e fotovoltaica também foram realizados [[6]]. Assim, em [[11]] foi proposta uma metodologia para avaliar e hierarquizar locais candidatos à instalação de uma “microrrede EVFCS”. Esse conceito inovador integra uma estação de recarga com geração de energia renovável no local (solar fotovoltaica e eólica). Utilizando o Processo de Hierarquia Analítica (AHP), o estudo classificou 29 pontos candidatos ao longo da “Rota Mercosul” com base em 12 critérios distintos, variando desde fluxo de veículos e dados socioeconômicos até potencial específico de geração solar e eólica. Os resultados indicaram que os locais mais bem classificados estavam situados no segmento entre Porto Alegre e Torres, destacando-se em quase todos os critérios avaliados. A vantagem dessa abordagem é sua capacidade de gerenciar decisões complexas e multicritério de forma estruturada, oferecendo uma classificação clara que auxilia na otimização de investimentos e promove a criação de uma infraestrutura de recarga mais sustentável e resiliente.

A disponibilidade de geração renovável para integração com EVFCS também foi objeto de estudos iniciais. Foi realizado um levantamento técnico para identificar os critérios essenciais na avaliação do potencial de geração eólica em pequena escala, visando apoiar projetos como estações de recarga de veículos elétricos alimentadas por energia renovável. O trabalho detalha parâmetros cruciais, incluindo distribuição da velocidade do vento, densidade de potência eólica, rugosidade do terreno e altitude. Um estudo de caso foi realizado no litoral do Rio Grande do Sul, concluindo que a região apresenta condições altamente favoráveis para aproveitamento da energia eólica, com velocidades médias de vento predominantemente acima de 5 m/s, baixa rugosidade do terreno e alta densidade de potência eólica, superando 400 W/m² em mais da metade da área. A principal vantagem desse estudo é fornecer um guia simplificado e consolidado para uso em análises de viabilidade futuras, promovendo a integração de energia limpa em novas aplicações e oferecendo dados específicos e valiosos para o desenvolvimento de projetos na região litorânea do Rio Grande do Sul [[7]].

3 MODELAGEM DE CARGA DAS EVFCS E GERAÇÃO DE DER

Na ausência de um histórico consolidado de uso para as EVFCS, diversos estudos foram desenvolvidos para prever padrões de utilização, estimar cenários e demandas futuras e avaliar as capacidades potenciais de geração de energia no local. Um modelo refinado é proposto para estimar com



precisão a duração da recarga de diferentes modelos de veículos elétricos, abordando as limitações de abordagens generalizadas que frequentemente resultam em erros no dimensionamento das estações. O modelo incorpora características específicas da bateria de cada veículo, potência de saída do carregador e, de forma crítica, a natureza estocástica do Estado de Carga (SoC) inicial e final. Utilizando um banco de dados abrangente com 73 modelos de veículos elétricos disponíveis no mercado brasileiro e empregando simulações de Monte Carlo para emular padrões de chegada dos veículos, o modelo calcula os tempos de recarga individualmente, considerando a redução característica na taxa de carregamento acima de 80% de SoC. A validação do modelo demonstrou forte concordância entre as durações calculadas e as especificações dos fabricantes, revelando, contudo, uma variabilidade substancial nos tempos de recarga: para modelos idênticos, a duração variou entre 39 e 112 minutos. A principal contribuição dessa metodologia é sua capacidade de gerar estimativas realistas, servindo como ferramenta essencial para o dimensionamento preciso das EVFCS, otimização da gestão de filas e previsão acurada da demanda sobre a rede elétrica [[12]].

A pesquisa apresentada em [[13]] foca na previsão do ponto de saturação da infraestrutura de EVFCS, especificamente identificando o momento em que a formação de filas se torna operacionalmente crítica à medida que a penetração do mercado de veículos elétricos aumenta. A estrutura metodológica emprega um modelo estocástico de operação em três etapas, incorporando: (1) simulação de Monte Carlo dos padrões de comportamento dos motoristas (incluindo considerações sobre ansiedade de autonomia), (2) modelagem do fluxo de tráfego e (3) simulação da operação da estação. Aplicado a um corredor rodoviário real no sul do Brasil, o estudo utilizou análise de quantis (decis) para avaliar as probabilidades de formação de filas em diferentes cenários de adoção de veículos elétricos (0,1% a 30% de penetração de mercado). Os resultados demonstraram que a configuração de infraestrutura de referência (uma estação com três unidades de recarga) manteria níveis adequados de serviço até 10% de penetração de mercado, além do qual a formação de filas se tornaria frequente. Condições severas de saturação foram previstas para taxas de penetração entre 20% e 30%. Essa abordagem fornece aos operadores da rede e planejadores uma ferramenta proativa para identificar limitações da infraestrutura e programar expansões de capacidade antes da degradação da qualidade do serviço.

Pesquisas complementares examinam o impacto da incerteza na demanda de recarga tanto no planejamento operacional quanto na viabilidade do modelo de negócio para instalações de EVFCS [[14]]. O estudo compara duas configurações distintas: uma estação de recarga convencional (sem geração integrada) e uma implementação de microrrede incorporando DERs e sistemas de armazenamento em baterias (BESS). Por meio de um modelo estocástico que gera múltiplos cenários de perfil de carga, acoplado a uma estrutura de otimização que minimiza os gastos operacionais, a pesquisa desenvolveu um modelo de precificação que incorpora tanto custos fixos de infraestrutura quanto despesas



operacionais variáveis. Os resultados indicaram que, embora a configuração de microrrede reduza significativamente os custos de aquisição de energia (por meio da menor dependência da rede), ela incorre em custos de disponibilidade aproximadamente cinco vezes maiores devido às exigências substanciais de investimento de capital. Essa estrutura econômica torna o modelo de negócio da microrrede particularmente vulnerável em cenários de baixa utilização, nos quais altos custos fixos podem levar a perdas financeiras. Essa análise fornece insights valiosos sobre o trade-off fundamental entre eficiência operacional e exposição ao risco financeiro, oferecendo uma avaliação realista da viabilidade de diferentes modelos de negócio para EVFCS em condições de mercado incertas [[14]].

Focando especificamente na operação de microrredes, a investigação apresentada em [[15]] desenvolveu uma metodologia abrangente para avaliar a autossuficiência energética de uma microrrede de recarga em rodovia, integrando geração fotovoltaica, geração eólica e capacidade de BESS. Utilizando a plataforma de software HOMER para modelagem da geração de energia e análise de tendência polinomial para projeções de crescimento da frota de veículos elétricos no mercado brasileiro, o estudo quantificou a capacidade da microrrede para atender às demandas crescentes de recarga ao longo do tempo. Os resultados indicaram que, embora a microrrede pudesse gerar aproximadamente 7.000 kWh mensais (suficientes para 175 recargas completas de 40 kWh cada) e alcançar altos níveis de autonomia nas condições atuais, essa capacidade se tornaria inadequada com o aumento da adoção de veículos elétricos. Em 2027, o sistema seria capaz de atender apenas 2,15% dos veículos elétricos projetados para transitar pelo local. Essa pesquisa fornece uma estrutura de modelagem dinâmica para quantificar a sustentabilidade das microrredes de recarga, demonstrando como a geração localizada pode mitigar impactos na rede, ao mesmo tempo em que enfatiza a necessidade de planejamento estratégico para futuras expansões de capacidade.

4 ESTUDOS ELÉTRICOS – IMPACTOS E QUALIDADE DA ENERGIA

A integração de EVFCS e/ou microrredes aos sistemas elétricos existentes apresenta desafios significativos, exigindo estudos técnicos específicos. Em [[16]], foram investigados, por meio de simulação, os impactos elétricos da integração de uma microrrede de recarga de veículos elétricos em uma rede de distribuição existente no sul do Brasil. A microrrede modelada compreendia um carregador rápido, geração fotovoltaica e eólica, além de um sistema de armazenamento em baterias (BESS). O estudo realizou simulações de 365 dias utilizando o software OpenDSS, comparando o desempenho do alimentador com e sem a microrrede. Os resultados indicaram que a conexão da microrrede não causou impactos negativos na rede elétrica, mantendo os níveis de tensão e as perdas percentuais praticamente inalterados. Uma vantagem importante demonstrada foi a alta autossuficiência energética da microrrede, consumindo em média apenas 73,77 kWh da rede por dia, enquanto gerava e consumia internamente 263 kWh. Além disso, a demanda



máxima da rede (82,5 kW) foi inferior à capacidade total de recarga simultânea (93 kW), evidenciando o suporte consistente da geração local e do BESS na redução da carga sobre a rede. Não foram observadas falhas no alimentador, pois a carga adicional de uma única EVFCS não foi substancial.

Por outro lado, focando em uma EVFCS operacional em uma estação de alta demanda, o estudo em [[4]] analisou a qualidade da energia em uma estação de recarga rápida utilizando dados reais medidos em campo. A pesquisa instalou um analisador de qualidade de energia em um carregador DC de 60 kW / AC de 44 kVA em Eldorado do Sul, Brasil, coletando dados durante abril de 2024 e selecionando um dia de alta demanda para análise detalhada. Os resultados mostraram que os níveis de tensão e a frequência da rede permaneceram dentro dos limites aceitáveis mesmo durante operação intensiva, com a Distorção Harmônica Total de Tensão THD_V atingindo um máximo de 2,63%. No entanto, a Distorção Harmônica Total de Corrente THD_I apresentou valores elevados, com picos de 22,24% (Fase A), 29,90% (Fase B) e 23,52% (Fase C), sugerindo uma fonte significativa de distorção harmônica. A principal vantagem deste trabalho é o uso de dados medidos em campo, que conferem maior realismo à análise. O estudo infere que a alta distorção de corrente na Fase B pode estar relacionada a um sistema fotovoltaico de 9 kWp conectado a essa fase, destacando a importância de investigar e mitigar harmônicos gerados pela integração de energia renovável com a infraestrutura de recarga. É importante observar que valores elevados de THD_I foram registrados com os carregadores em repouso, ou seja, em baixa corrente. Ainda assim, em futuras expansões de EVFCS, estudos adicionais e, possivelmente, métodos de mitigação de harmônicos poderão ser necessários.

5 ESTUDOS ECONÔMICOS

Embora conduzidos dentro de um contexto de P&D com recursos previamente alocados, permanece essencial desenvolver modelos e avaliar a viabilidade econômica de uma EVFCS. Em [[5]], é elaborada uma metodologia para avaliação econômica da operação de EVFCS em rodovias, analisando dois locais distintos no Rio Grande do Sul: um em área de alto tráfego e outro em região menos movimentada. Utilizando projeções de demanda baseadas no crescimento da frota de veículos elétricos e o método do Valor Presente Líquido (VPL) para calcular o retorno do investimento, os resultados destacaram a importância crítica da localização. A estação situada na área metropolitana apresentou um período estimado de payback inferior a 4 anos, enquanto a estação localizada em área de menor tráfego exigiria pelo menos 6 anos para recuperar o investimento inicial. A análise também indicou que a estação mais movimentada atingiria rapidamente sua capacidade máxima, evidenciando a necessidade de planejamento contínuo para futuras expansões.



Por sua vez, [[17]] realiza uma análise de viabilidade avaliando diferentes configurações de infraestrutura, variando desde um carregador simples até uma microrrede completa com geração solar, geração eólica e BESS. O estudo estimou cenários de geração e consumo e aplicou o método do VPL para determinar o período de retorno do investimento para cada configuração. Os resultados demonstraram que, mesmo sob um cenário otimista de crescimento exponencial da frota de veículos elétricos, o período de payback para a microrrede completa seria de 8 a 9 anos, enquanto uma configuração mais simples, composta por um carregador e sistema fotovoltaico, alcançaria retorno em 5 anos. A pesquisa conclui que, embora os sistemas de armazenamento ofereçam benefícios operacionais, seu elevado custo inicial prolonga significativamente o retorno financeiro, sugerindo que uma abordagem de investimento faseada — iniciando com o carregador e a geração fotovoltaica — é a estratégia mais prudente para investidores.

6 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

A implantação de uma microrrede, além de seus benefícios energéticos e de sustentabilidade, introduz demandas por estratégias sofisticadas de gerenciamento e controle. Em [[18]], o gerenciamento de energia é centrado em um algoritmo de otimização para o despacho do BESS (Sistema de Armazenamento em Baterias). O método principal envolve a formulação de um “índice de preferência” baseado em uma tarifa de energia por horário (Time-of-Use – ToU). Esse índice orienta o sistema de gerenciamento, sinalizando a preferência por carregar o BESS durante períodos de baixa tarifa e descarregá-lo para atender à demanda de recarga de veículos elétricos durante períodos de alta tarifa. O procedimento é modelado como um problema de Programação Linear Inteira Mista (MILP), com uma função objetivo que maximiza as taxas de carga e descarga do BESS ponderadas pelo índice de preferência, resultando na redução dos custos operacionais.

Com base nesses estudos, um procedimento de gerenciamento muito semelhante é descrito, também formulado como um problema de otimização MILP para controlar o despacho do BESS. O método inicia com a modelagem dos componentes da microrrede, estimando perfis de geração renovável (solar e eólica) por meio do software Homer e cenários de recarga de veículos elétricos via Simulação de Monte Carlo. O núcleo do procedimento é a aplicação de uma função objetivo que maximiza o despacho do BESS com base em um índice de preferência de preço. A otimização é então resolvida utilizando a linguagem AMPL e o solver CPLEX, considerando um horizonte de um ano com intervalos de 5 minutos e respeitando restrições operacionais, como balanço energético, limites de SoC do BESS e capacidade de troca de energia com a rede. A função objetivo visa maximizar a utilização do BESS durante os períodos de maior vantagem econômica, resultando em um despacho otimizado que equilibra geração local, armazenamento e compras de energia da rede para minimizar custos [[19], [20]].



Com o avanço das pesquisas, novas propostas e estratégias mais dinâmicas e eficientes foram apresentadas. [[21]] introduz um Sistema de Gerenciamento de Energia Baseado em Regras (RBEMS). O procedimento é baseado em três modelos de previsão que alimentam o sistema de decisão: a geração fotovoltaica é prevista por uma Rede Neural Artificial (ANN); a geração eólica é estimada por um modelo paramétrico baseado na curva teórica de potência da turbina; e o consumo dos veículos elétricos é previsto por uma Simulação de Monte Carlo que gera o cenário de demanda diária mais crítico. Com base nessas previsões, o RBEMS executa um conjunto de regras predefinidas a cada 15 minutos, tomando decisões para carregar/descarregar o BESS ou interagir com a rede com base em tarifas de energia, SoC da bateria e no balanço entre geração e consumo, priorizando a autoconsumo de energia renovável. O método também inclui uma análise estocástica para quantificar o impacto financeiro dos erros de previsão, oferecendo insights sobre a robustez do sistema.

Para complementar esse trabalho, [[8]] detalha um método de gerenciamento de energia baseado em otimização que considera explicitamente a degradação do BESS. O procedimento começa com a modelagem das entradas: perfis de geração renovável são estimados a partir de modelos físico-matemáticos alimentados por dados meteorológicos obtidos via API; perfis de recarga de veículos elétricos são gerados a partir da análise estatística de um banco de dados histórico de eventos reais de recarga. O núcleo do método é a formulação de um problema de otimização MILP, cuja função objetivo é minimizar o custo operacional total. Esse custo compreende o custo da energia adquirida da rede e o custo de degradação da bateria por ciclo de carga/descarga, calculado por uma função de desgaste. O algoritmo então determina o despacho ótimo do BESS para o dia seguinte, equilibrando os custos imediatos das tarifas de energia com os custos de desgaste da bateria a longo prazo.

7 DADOS OPERACIONAIS DAS EVFCS E APRENDIZADOS

A implantação e operação das 11 EVFCS dentro do projeto de P&D geraram dados reais inestimáveis e aprendizados práticos profundos que vão muito além das métricas quantitativas de consumo de energia e padrões de uso. Esta seção sintetiza esses resultados operacionais com os desafios significativos encontrados durante a implementação, fornecendo uma visão holística do estado atual da implantação da infraestrutura de veículos elétricos no contexto brasileiro [[9]]. A análise dos eventos de recarga revela um perfil de uso consistente, característico de corredores rodoviários. A duração das recargas confirma que a maioria dos usuários utiliza os carregadores DC de 60 kW por sessões entre 20 e 40 minutos alinhando-se ao comportamento esperado para recargas complementares durante viagens de média e longa distância. Isso é corroborado pelo consumo de energia por sessão, que normalmente varia entre 15 e 30 kWh, suficiente para adicionar uma autonomia significativa à maioria dos veículos elétricos. A concentração dos horários de conexão durante a tarde e início da noite reforça o papel das



estações no suporte a viagens que combinam deslocamentos diáridos com trajetos intermunicipais. Além disso, a análise de eventos potenciais de formação de filas — quando uma nova sessão inicia dentro de 5 minutos após a anterior — revelou pontos críticos de congestionamento, com a estação de Pelotas apresentando uma taxa de 30%, indicando alta demanda que ocasionalmente excede a capacidade disponível de um único carregador DC [[9]].

Entretanto, a jornada para obtenção desses dados foi marcada por obstáculos que evidenciam a imaturidade do ecossistema de veículos elétricos na região. Um desafio não técnico significativo foi a dificuldade em garantir locais anfitriões. Estabelecimentos comerciais frequentemente mostraram relutância em ceder vagas de estacionamento devido a preocupações com interrupções nos negócios durante a instalação, responsabilidades percebidas e ausência de benefícios econômicos imediatos e claros. Isso reforça a necessidade de desenvolver uma proposta de valor convincente para os anfitriões, indo além do simples compartilhamento de receita, incluindo aumento do tempo de permanência dos clientes e atração de um público de maior poder aquisitivo.

No aspecto técnico, o projeto destacou a importância crítica das especificações de conexão à rede. Para estações de alta potência, um sistema padrão de medição comercial é inadequado. O projeto constatou que um sistema de medição indireta por meio de transformadores de instrumentos (TCs e TVs) é obrigatório para garantir medições precisas e conformidade com as regulamentações das concessionárias para conexões de alta capacidade. Além disso, a infraestrutura de comunicação mostrou-se um ponto crucial para a operação confiável. A dependência de uma única rede celular para transmissão de dados à plataforma de gerenciamento em nuvem foi identificada como um risco; um projeto mais robusto requer um link primário (por exemplo, fibra óptica) com um modem celular como backup obrigatório para assegurar monitoramento contínuo, diagnósticos remotos e processamento de pagamentos.

O cenário logístico apresentou seus próprios desafios. Foram experimentados prazos imprevisivelmente longos para itens críticos, incluindo entrega e instalação de transformadores de potência pela concessionária e fabricação e envio do hardware de recarga. Esses atrasos, frequentemente agravados por problemas na cadeia global de suprimentos e pelos efeitos persistentes da pandemia de COVID-19, exigem a incorporação de margens significativas nos cronogramas dos projetos e o desenvolvimento de planos de contingência robustos.

Talvez o desafio operacional mais persistente decorra da imaturidade tecnológica e da ausência de um ecossistema de suporte local. A escassez de expertise técnica especializada para sistemas de recarga de alta potência significou que manutenção rotineira, atualizações de firmware e resolução de problemas exigiam deslocamentos dedicados de equipes centrais, resultando em maiores períodos de inatividade das estações. Isso foi agravado pela recente disponibilidade e confiabilidade dos componentes; o projeto serviu



como um teste beta real, frequentemente sendo o primeiro a identificar a necessidade de atualizações de firmware, substituições de componentes e revisões de hardware. Essa experiência enfatiza que projetos pioneiros devem considerar não apenas os gastos de capital, mas também os altos custos operacionais para manter uma tecnologia nascente e em evolução. O desafio paralelo da ausência de uma equipe dedicada à eletromobilidade dentro da concessionária local frequentemente levou a lacunas de conhecimento e tempos de resposta mais lentos para aprovações de conexão e suporte técnico, destacando a necessidade de engajamento proativo e treinamento junto às concessionárias.

Os dados operacionais confirmam que a infraestrutura implantada está atendendo de forma eficaz a uma base de usuários crescente e engajada, viabilizando viagens mais longas e reduzindo a ansiedade de autonomia. No entanto, os aprendizados deste projeto de P&D traçam um quadro claro: as principais barreiras para a implantação em massa não são mais primariamente tecnológicas, mas estão enraizadas na viabilidade econômica, planejamento logístico, desenvolvimento do ecossistema e alinhamento regulatório. As futuras expansões devem priorizar estratégias que mitiguem esses desafios identificados, como projetos de comunicação redundantes, parcerias locais de serviço pré-estabelecidas, engajamento proativo com concessionárias e gestão de projetos robusta que considere prazos estendidos.

8 CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS

Este estudo apresentou uma visão geral dos desafios relacionados à implantação de EVFCS no sul do Brasil, com base em dados operacionais reais. A adoção de veículos elétricos no Brasil tem experimentado um crescimento exponencial, tendência que se acelerou significativamente desde 2020. Esse aumento é impulsionado pela crescente confiança do consumidor, ampliação do portfólio de modelos e maior aceitação social da eletromobilidade. Embora o número absoluto de veículos eletrificados (incluindo elétricos puros e híbridos) permaneça modesto em comparação com os líderes globais, aproximando-se de 1 milhão de unidades, o mercado demonstra um potencial imenso [[3]]. A análise dos padrões de recarga em rodovias confirma uma elevação correspondente na demanda por EVFCS públicas, especialmente ao longo de corredores com alto fluxo de tráfego. A pesquisa também reforça a forte sinergia entre DERs e veículos elétricos, combinação comprovadamente vantajosa do ponto de vista econômico e ambiental, constituindo um pilar para um futuro energético limpo.

Entretanto, a jornada rumo a uma rede robusta de recarga não está isenta de obstáculos. A fase inicial de implementação enfrentou desafios significativos, principalmente devido à imaturidade tecnológica do ecossistema e à hesitação natural nos estágios iniciais de popularização do mercado. Dificuldades como garantir locais anfitriões, assegurar comunicação confiável via internet e rede celular para gerenciamento das estações em áreas remotas e lidar com prazos prolongados para entrega de equipamentos e conexões à rede foram pontos críticos de aprendizado. Embora essas barreiras estejam



sendo progressivamente superadas, elas ressaltam a necessidade de planejamento estratégico, gestão de projetos robusta e engajamento proativo com todos os stakeholders, incluindo concessionárias, estabelecimentos anfitriões e governos.

Olhando para o futuro, este trabalho abre diversas avenidas promissoras para pesquisa. Com base nos desafios e oportunidades identificados, estudos subsequentes devem focar na viabilidade econômica e técnica das aplicações V2G (Vehicle-to-Grid), particularmente em ambientes residenciais e comerciais, como condomínios. Outra direção é o desenvolvimento do mercado de baterias de segunda vida e sua integração com sistemas de armazenamento de energia, que podem apoiar a rede e reduzir os custos associados aos veículos elétricos. Além disso, a criação de modelos de negócio inovadores e estratégias de gerenciamento para o mercado emergente de veículos elétricos usados no Brasil merece exploração adicional. Por fim, o projeto, otimização e operação de microrredes para EVFCS constituem um caminho de pesquisa essencial para melhorar a resiliência local e a sustentabilidade.

A implantação contínua de mais EVFCS permanece como prioridade. Os desafios futuros de engenharia envolverão não apenas aumentar o número de estações para evitar congestionamentos e criar uma rede abrangente e não esparsa, mas também instalar unidades com capacidades de potência ainda maiores (150–350 kW) para atender às demandas da próxima geração de veículos elétricos e reduzir ainda mais os tempos de recarga.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio da CEEE-D e do Grupo Equatorial Energia (projeto de P&D ANEEL-CEEE/EQUATORIAL/UFSM nº 5000004061) e da CAPES/PROEX – Código Financeiro 001.



REFERÊNCIAS

- [1] H. Ritchie, “Cars, planes, trains: where do co2 emissions from transport come from?” *Our World in Data*, 2020, <https://ourworldindata.org/co2-emissions-from-transport>.
- [2] IEA, “Global ev outlook 2025 – analysis - ieia,” 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>
- [3] NeoCharge, “Frota de carros elétricos no brasil,” 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil>
- [4] J. L. D. Paixão, G. Danielsson, L. D. Silva, A. D. R. Abaide, W. O. R. Parqui, and C. H. Barriquello, “Analysis of the power quality of an ev fast charging station,” *2024 IEEE URUCON*, pp. 1–5, 11 2024. [Online]. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10850106/>
- [5] J. L. D. Paixão, G. Danielsson, L. D. Silva, A. D. R. Abaide, J. P. Sausen, and C. H. Barriquello, “Ev fast-charging station: A methodology to economical evaluation of operation,” *2024 IEEE URUCON*, pp. 1–5, 11 2024. [Online]. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10850312/>
- [6] G. H. Danielsson, L. N. F. D. Silva, J. L. D. Paixao, and A. da Rosa Abaide, “Analysis of meteorological variables used for solar power generation forecast,” *2024 Workshop on Com- munication Networks and Power Systems, WCNPSC 2024*, 2024.
- [7] J. L. da Paixão, A. da Rosa Abaide, J. P. Sausen, and N. F. da Silva, “Critérios para avaliar áreas elegíveis para a instalação de microgeração eólica,” in *Anais do I Brazilian Congress of Engineering*. brazco, 6 2021, pp. 1–19. [Online]. Disponível em: <http://brazilianjournals.com.br/eng2021/anais/index.php?t=TC2021062599029>
- [8] J. L. Paixão, A. R. Abaide, G. H. Danielsson, J. P. Sausen, L. N. F. Silva, and N. K. Neto, “Optimized strategy for energy management in an ev fast charging microgrid considering storage degradation,” *Energies*, 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/5/1060>
- [9] J. L. D. Paixão, G. H. Danielsson, L. N. D. Silva, J. P. Sausen, A. D. R. Abaide, and W. R. Parqui, “Brazilian electromobility: A brief overview and early outcomes from an r&d project,” *2024 Workshop on Communication Networks and Power Systems, WCNPSC 2024*, 2024.
- [10] T. G. Lucca, A. da Rosa Abaide, N. K. Neto, M. S. Cruz, C. B. F. Darui, and L. Silva, “Optimized allocation of fast charging sta- tions in highways involving multiple criteria,” *IET Conference Proceedings*, 2022.
- [11] J. L. D. Paixão, A. R. Abaide, J. P. Sausen, and L. N. F. da Silva, “Ev fast charging microgrid on highways: A hierarchical analy- sis for choosing the installation site,” in *2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - Proceedings*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 8 2021.
- [12] C. B. F. Darui, A. da Rosa Abaide, M. S. Cruz, N. K. Neto, T. G. Lucca, and L. Silva, “Model for determining the charging time of electric vehicles in fast charging stations,” *IET Conference Proceedings*, pp. 12–15, 2023.



- [13] L. Silva, A. da Rosa Abaide, N. K. Neto, J. Sausen, I. Hauer, and M. Tayyab, “Infrastructure saturation analysis of fast charging stations on highways considering a stochastic operation model,” *IET Conference Proceedings*, 2022.
- [14] L. Silva, A. Abaide, J. L. Paixão, J. Sausen, and I. F. Santos, “Analysis of stochastic load behaviors on fast charging stations operational planning and business model,” *IET Conference Proceedings*, pp. 12–15, 2023.
- [15] J. L. D. Paixao and A. da Rosa Abaide, “Microgrid for electric vehicle fast-charging: an energetic approach to highway operation in the south of brazil,” *2022 14th Seminar on Power Electronics and Control, SEPOC 2022*, 2022.
- [16] J. L. Paixão, A. da Rosa Abaide, J. P. Sausen, and L. N. F. Silva, “Proposal and simulation of electrical impacts of microgrid for ev recharging on highway,” *IET Conference Proceedings*, vol. 2022, pp. 1099–1103, 2022.
- [17] J. L. da Paixão, A. da Rosa Abaide, and L. N. F. da Silva, “Metodologia para avaliar a viabilidade econômica de microrrede voltada às recargas de veículos elétricos em rodovias,” *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente - SBAI*, vol. 1, 10 2023. [Online]. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbai/article/view/4079
- [18] J. P. Sausen, A. R. Abaide, C. H. Correa, J. L. Paixao, and L. N. Silva, “Optimal power dispatch for ev fast charging microgrid on highways: A storage analysis,” *2021 56th International Universities Power Engineering Conference: Powering Net Zero Emissions, UPEC 2021 - Proceedings*, 8 2021.
- [19] J. L. D. Paixao, A. D. R. Abaide, J. P. Sausen, L. N. Silva, and N. K. Neto, “Energy storage management in a microgrid for ev fast-charging,” *2023 15th Seminar on Power Electronics and Control, SEPOC 2023*, 2023.
- [20] J. L. Paixão, A. da Rosa Abaide, J. P. Sausen, L. N. F. Silva, and N. K. Neto, “Ev charging microgrid: electrical and operation modeling of energy management,” *IET Conference Proceedings*, pp. 2373–2377, 2023. [Online]. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/icp.2023.1241>
- [21] G. H. Danielsson, L. N. F. Silva, J. L. Paixão, A. da Rosa Abaide, and N. K. Neto, “Rules-based energy management system for an ev charging station nanogrid: A stochastic analysis,” *Energies 2025, Vol. 18, Page 26*, vol. 18, p. 26, 12 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/1/26/htm>